

6 2
17

Redegørelse til Folketinget vedrørende Nordsøen

Økonomi- og erhvervsministeren
Oktober 2003

1. Indledning

I forbindelse med Folketingets forespørgselsdebat den 20. februar 2003 om beskatningen af olie- og gasressourcerne i Nordsøen blev følgende tekst vedtaget (V 54):

"Folketinget opfordrer regeringen til, inden den 1. oktober 2003, i en redegørelse til Folketinget at fremlægge de muligheder, der er for – på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig og afbalanceret måde – at sikre, at staten får en større andel af værdierne i forbindelse med den nuværende og fremtidige udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen.

Det forudsættes herunder, at der samtidig kan ske en drøftelse med bevillingshaverne af de koncessioner, der udløber i 2012, med henblik på en mulig forlængelse".

Denne redegørelse følger op på vedtagelse nr. V 54. Redegørelsen beskriver den historiske fordeling af værdierne mellem staten og bevillingshaverne og redegør for forventningerne til den fremtidige olie- og gasproduktion fra den danske del af Nordsøen. Endelig præsenteres resultatet af regeringens drøftelser med A.P. Møller - Mærsk om en fortsættelse af eneretsbevillingen til efterforskning og indvinding af olie og gas i Nordsøen, som udløber i 2012.

Olie- og gasaktiviteterne i den danske del af Nordsøen har udviklet sig langt mere positivt, end man oprindeligt forestillede sig i begyndelsen af 1960'erne. Dette skyldes ikke mindst en dygtig indsats fra de selskaber, som har engageret sig i efterforskning og indvinding i Nordsøen.

Samtidig bidrager olie- og gasaktiviteterne positivt til betalingsbalancen og skaber arbejdspladser og erhvervsudvikling. Danmark har siden 1997 været selvforsynende med energi, primært på grund af olie- og gasproduktionen i Nordsøen.

Regeringen ønsker at skabe grundlag for, at de tilbageværende olie- og gasressourcer i Nordsøen udnyttes bedst muligt. Derfor er der behov for at etablere stabile og langsigtede rammer for den fremtidige indsats, så samfundet de kommende år kan få mest muligt ud af værdierne i Nordsøen.

A.P. Møller - Mærsk står sammen med partnerne i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) for størstedelen af aktiviteterne i den danske del af Nordsøen. Derfor er der i denne redegørelse også størst fokus på forholdene vedrørende A.P. Møller - Mærsk's eneretsbevilling, selv om redegørelsen som udgangspunkt behandler hele den danske del af Nordsøen.

2. Olie- og gasaktiviteterne i den danske del af Nordsøen¹

Udviklingen af olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen har langt oversteget de forventninger, man havde, da A.P. Møller i 1962 fik tildelt en eneretsbevilling til efterforskning og indvinding af kulbrinter mv. for en periode på 50 år. Da man startede med at lede efter olie og gas i 1960'erne, var der ikke megen viden om mulighederne for overhovedet at finde olie og gas i Danmark. Den første olie blev fundet i 1966, og olieproduktionen blev indledt i 1972.

Langt den største del af den olie, der indtil nu er fundet i Danmark, findes i meget tætte kalklag. Da produktionen fra disse lag startede, forventede man kun at kunne hente meget små mængder af den olie, der findes i lagene, op. Eksempelvis var vurderingen for 20 år siden, at der kun kunne indvindes ca. 6 pct. af olien i Dan feltet. Siden har man udviklet nye produktionsmetoder (vandinjektion og vandrette borer), så der i dag kan hentes større og større dele af den mængde olie, der findes i

¹ Bilag 1 beskriver de nuværende lovgivningsmæssige og økonomiske rammer for aktiviteterne i Nordsøen.

de tætte kalklag, op. Derfor vurderes det nu, at man kan indvinde mere end 26 pct. af den olie, der er i Dan feltet. Den samme tendens gælder også andre af de danske olieletter.

Det har bl.a. medvirket til, at der forsat er interesse fra andre selskaber end DUC-selskaberne for at deltage i olie- og gasaktiviteterne. I dag har 25 olieselskaber tilladelse til at efterforske og indvinde olie og gas i den danske del af Nordsøen. Heraf har 10 selskaber igangsat produktion samt salg af olie og gas. DUC, som i dag består af Shell (46%), Texaco (15%) og A.P. Møller - Mærsk (39%), er den klart største producent. I 2002 stod DUC for 82 pct. af den samlede danske olieproduktion og 92 pct. af gasproduktionen. Den resterende del af olie- og gasproduktionen stammer hovedsageligt fra letter, hvor henholdsvis det statslige selskab DONG samt Amerada Hess er operatører.

Statens indtægter fra olie- og gasaktiviteterne inden for eneretsbevillingen er hidtil kommet fra især selskabsskatten. Af de samlede indtægter på knap 80 mia. kr. (2003-priser) i perioden 1962-2003 kommer 55 pct. fra selskabsskat, 31 pct. fra royalty, 13 pct. fra rørledningsafgift samt 1 pct. fra kulbrinteskate.

Fra 2000 er der sket en væsentlig forøgelse af statens indtægter fra olie- og gasproduktionen i Nordsøen. Dette skyldes den positive udvikling i produktionen kombineret med høje oliepriser. De sidste tre år har indtægterne fra skatter og afgifter været på ca. 10 mia. kr. årligt, jf. tabel 1.

Tabel 1 - Statens samlede indtægter fra Nordsøen 1998-2002, 2003-priser

Mio. kr.	1998	1999	2000	2001	2002*
Kulbrinteskate	0	0	0	0	67
Selskabsskat	1.940	2.303	6.657	6.578	6.957
Royalty	1.237	944	1.244	2.356	2.160
Olierørlednings- /dispensationsafgift	349	685	1.512	1.168	952
I alt	3.526	3.933	9.413	10.101	10.136
DUC-selskabernes andel	100%	97%	96%	93%	93%

*Tallene er ikke endelige.

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Det er svært at angive præcist, hvor god en forretning olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen har været for A.P. Møller - Mærsk. Beregninger heraf forudsætter, at der laves antagelser bl.a. om den faktiske værdi af aktiverne. Gøres der relativt forsigtige antagelser om værdien af selskabernes aktiver i dag, har A.P. Møller - Mærsk i perioden 1962-2003 opnået et gennemsnitligt, nominelt afkast på 16 pct. p.a. efter skat². Over perioden har der været betydelige udsving i afkastene. I de første år var der stort set ingen forretning af investeringerne. Derimod har A.P. Møller - Mærsk navnlig i de senere år opnået meget høje afkast på aktiviteterne i Nordsøen.

A.P. Møller - Mærsk's vilkår er i stor udstrækning reguleret i 1981-aftalen og i eneretsbevillingen fra 1962. Det fremgår af protokollen til eneretsbevillingen, at der i god tid før bevillingens udløb skal optages forhandlinger om en eventuel fortsættelse samt vilkårene herfor. Såfremt parterne ikke kan blive enige om at forlænge bevillingen, kan staten i henhold til eneretsbevillingen overtage de eksisterende anlæg i Nordsøen til en pris, der i tilfælde af uenighed fastsættes ved voldgift. Hvis staten ikke vil bruge anlæggene, fordi man i praksis ikke vil fortsætte indvindingen efter 2012, kan de kræves fjernet.

Foruden DUC opererer som nævnt oven for i dag også en række andre selskaber i den danske del af Nordsøen. Disse selskaber har vundet retten til at efterforske og indvinde olie og gas via udbud.

² I bilag 2 redegøres nærmere for forudsætninger i relation til rentabilitetsanalyserne. Der henvises endvidere til Økonomi- og Erhvervsministeriets baggrundsnotat "Rentabilitetsanalyser af olie- og gasaktiviteterne i den danske del af Nordsøen i perioden 1962-2003", som snarest vil blive fremsendt til Folketingets Energipolitiske Udvalg.

Siden 1984 har der været afholdt i alt 5 udbudsrunder. Herudover blev der i 1997 indført en såkaldt "Åben Dør"-procedure i de mindre attraktive områder i Danmark. I "Åben Dør"-proceduren kan olieselskaberne uafhængigt af udbudsrunderne løbende ansøge om koncessioner i en årlig åbningsperiode fra 2. januar til 30. september. I disse nyere tilladelser har selskaberne fået tildelt 30-årige produktionstilladelser.

Situationen for selskaberne i de nyere tilladelser er lidt anderledes end DUC's. For det første er investeringerne blevet foretaget på et langt senere tidspunkt. Det var således først i 1998, at der blev igangsat produktion fra områder uden for A.P. Møller - Mærsk's eneretsbevilling. For det andet gælder der på en række punkter andre koncessionsvilkår for de nyere tilladelser, bl.a. vedrørende statsdeltagelse. Således deltager staten i alle nyere tilladelser via det 100 pct. statsejede DONG A/S's datterselskab DONG Efterforskning & Produktion A/S og får på den måde del i værdien af olie- og gasforekomsterne.

Der vil også fremover være interesse fra olie- og gasselskaber i at deltage i efterforskning og indvinding i Nordsøen, hvis de økonomiske vilkår er fornuftige. Det spiller dog ind, at der på det seneste rundt om i verden er åbnet mange nye muligheder for at foretage investeringer i olieindvinding. Dette gælder ikke mindst i de centralasiatiske lande, hvor der er meget store potentialer og langt større felter, end tilfældet er i den danske del af Nordsøen.

3. De tilbageværende olie- og gasressourcer i den danske del af Nordsøen

Der er stadig værdifulde olie- og gasressourcer tilbage i den danske del af Nordsøen. Hvert år offentliggør Energistyrelsen en såkaldt reserveopgørelse, dvs. en opgørelse af, hvor meget olie der kan hentes op fra de kendte felter med den teknologi, der er til rådighed i dag. Opgørelserne viser, at langt den største del af de tilbageværende olie- og gasressourcer vedrører eneretsbevillingen.

Da der i spørgsmålet om eneretsbevillingen er tale om en meget lang tidshorizont, er der med udgangspunkt i Energistyrelsens reserveopgørelse lavet tre produktionsscenarier (et lav-, middel- og højscenarium), hvor der er gjort forskellige antagelser om teknologiudviklingen og opdagelsen af nye fund. De tre scenarier er baseret på en aftaleløsning. Det betyder, at den ekstra værdi, der ligger i at indgå en aftale i form af mere hensigtsmæssig tilrettelæggelse af produktion og investeringer, er indregnet i fremskrivningerne, jf. afsnit 5.

Det såkaldte lavscenarium baserer sig på Energistyrelsens reserveopgørelser, hvor der ikke er indregnet hverken ny teknologiudvikling eller nye fund.

Historisk har det imidlertid vist sig, at disse opgørelser altid har undervurderet, hvor meget olie der faktisk produceres. Det skyldes dels, at der gøres nye fund, og dels at teknologien hele tiden udvikler sig, jf. afsnit 2.

I hovedscenariet (middelscenariet) - der har dannet udgangspunkt for statens drøftelser med A.P. Møller - Mærsk - indregnes derfor en teknologiudvikling, som vil medføre en øgning i produktionen på i gennemsnit 0,7 pct. pr. år. Det svarer til en merproduktion på 125 mio. m³ olie. Samtidig antages det, at der omkring 2012 igangsættes produktion fra yderligere et nyt, mellemstort oliefund på 20 mio. m³. Samlet er der tale om en antaget merproduktion på i gennemsnit 1,2 pct. pr. år sammenlignet med Energistyrelsens seneste 20 års-prognose for perioden 2003-2022. Til sammenligning kan det nævnes, at der i perioden fra 1990 til 2003 er sket en forøgelse af den samlede olieproduktion fra en række felter inden for eneretsbevillingen på i gennemsnit ca. 4 pct. pr. år set i forhold til prognoser for den forventede olieproduktion fra disse felter, som blev lavet i 1990, jf. bilag 3. I middelscenariet forventes det således, at teknologiudviklingen og opdagelsen af nye fund vil ske i et noget langsommere tempo, end det har været tilfældet de seneste ca. 15 år.

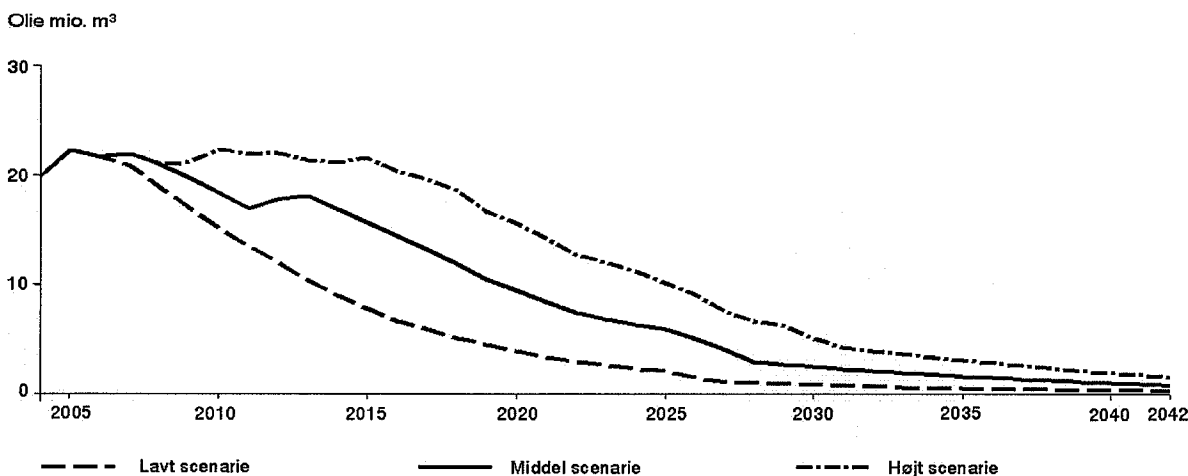
I det høje produktionsscenario forudsættes, at der gøres et yderligere middelstort fund på 20 mio. m³, og at der sker en hurtigere teknologiudvikling. Dette vil samlet set medføre en antaget merproduktion på i gennemsnit 2,1 pct. pr. år sammenlignet med Energistyrelsens seneste 20-års prognose for perioden 2003-2022.

De anvendte lavere stigningstakter (sammenlignet med den historiske udvikling) afspejler en erkendelse af, at det bliver stadig vanskeligere at opnå en yderligere indvinding fra de kendte felter, ligesom det bliver stadig vanskeligere at gøre nye fund, efterhånden som eneretsbevillingens områder bliver bedre og bedre efterforsket.

Ud over antagelser om teknologiudvikling og nye fund indeholder scenarierne også en række forudsætninger vedrørende de fremtidige investeringer og driftsomkostninger. Forudsætningerne om fremtidige investeringer og driftsomkostninger er baseret på historiske data, erfaringer fra A.P. Møller - Mærskks eksisterende felter samt andre felter uden for eneretsbevillingen. Der forudsættes gradvist stigende driftsomkostninger pr. produceret mængde olie og gas. Især mod slutningen af perioden forventes der at komme stadig mere vand op i forbindelse med olieindvindingen, hvilket medfører øgede omkostninger til håndtering af disse vandmængder.

Figur 1 viser forventninger til den fremtidige olieproduktion illustreret ved de tre forskellige produktionsscenerier. Den samlede olieproduktion fra områderne inden for A.P. Møller - Mærskks eneretsbevilling forventes ifølge middelsceneriet at være på 357 mio. m³ i perioden 2004 til 2042. Heraf vil omkring halvdelen blive produceret i perioden 2004-2012 begge år inklusive. Til sammenligning har den samlede danske olieproduktion i perioden fra 1972, hvor den første produktion blev igangsat, og frem til 1. januar 2003 været på 211 mio. m³.

Figur 1 - Statens produktionsprognoser for DUC



Produktionen fra andre rettighedshavere end A.P. Møller - Mærsk vurderes at blive 43 mio. m³ olie for perioden 2004-2026, hvoraf 32 mio. m³ olie forventes produceret i perioden 2004-2012. Heri er ikke medregnet produktion fra eventuelle nye tilladelser.

Den samlede produktionsværdi af de tilbageværende olie- og gassressourcer i områderne inden for A.P. Møller - Mærskks eneretsbevilling kan med udgangspunkt i statens middelscenerium opgøres til 295 mia. kr. for perioden 2004-2042 ved en dollarkurs på 6,95 DKK/USD og en oliepris på 22,4 dollar pr. tønde fra 2004-2010 (fra 2011 stigende med 0,4 dollar pr. år). Den fremtidige produktionsværdi er opgjort i nutidsværdier. Dvs. at der ved hjælp af en forrentning på 6 pct. tages højde for inflation og muligheden for en alternativ anvendelse af ressourcerne.

4. Statens andel af værdierne fra A.P. Møller - Mærsk's eneretsbevilling

A. P. Møller - Mærsk's eneretsbevilling har fra 1962 til 2003 skabt en produktionsværdi på 309 mia. kr. og et samlet overskud på 166 mia. kr. målt i 2003-priser. Heraf har staten fået 78 mia. kr. set over hele perioden. Statens andel af overskuddet har varieret betydeligt over årene. Som gennemsnit har den historiske fordeling været 47 pct. til staten og 53 pct. til DUC. I de senere år har statens andel af overskuddet dog ligget på ca. 40 pct., jf. tabel 2.

Tabel 2 - Overskud 2000-2003 fra eneretsbevillingen

Mia. kr. 2003-priser	2000	2001	2002	2003	Årligt gns. 2000-2003
Statens overskud	9,6	8,9	9,4	7,9	9,0
DUC's overskud	15,8	12,4	11,5	13,6	13,3
Samlet overskud	25,4	21,4	20,9	21,5	22,3
Fordeling staten : DUC	38:62	42:58	45:55	37:63	40:60

For nye tilladelser peger internationale sammenligninger på, at den danske stats andel af værdier fra Nordsøen med nugældende regler ligger over niveauet i England men væsentligt under niveauet i Norge og Holland³.

Forekomsterne af olie og gas i den danske del af Nordsøen repræsenterer betydelige samfundsværdier. Det er afgørende, at den danske stat, som ejer af forekomsterne, fremover sikres en væsentlig større andel af disse værdier. Følgende forhold taler herfor:

- I dag har man langt større kendskab til ressourcerne i den danske del af Nordsøen, end da eneretsbevillingen blev tildelt i 1962, hvilket taler for en lavere risikopræmie til de involverede selskaber i fremtiden.
- Selv i de seneste år, hvor produktion og overskud fra Nordsøen har ligget på et højt niveau, har staten ikke fået nævneværdige indtægter fra kulbrinteskatten. Der er derfor behov for et mere robust skattesystem, som sikrer staten en større andel af værdierne.
- Danmark har sammenlignet med Norge og Holland hidtil opnået en mindre statslig andel af overskuddet fra de udtømmelige olie- og gasressourcer.

Hertil kommer, at en række ydre rammevilkår har ændret sig væsentligt, siden olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen blev indledt. Selskabsskatten er fx nedsat flere gange gennem årene, uden at andre skatter og afgifter på kulbrintevirksomhed er øget. Rente- og inflationsniveauet er også markant lavere i dag sammenlignet med begyndelsen af 1980'erne, hvilket har øget realværdien af det særlige kulbrinteafdrag.

Samtidig er det dog, for at samfundet også fremover kan få noget ud af de danske olie- og gasressourcer, afgørende fortsat at have kompetente selskaber til at varetage efterforsknings- og indvindingsaktiviteterne i Nordsøen. Det skal fortsat være attraktivt for selskaberne at efterforske og producere i den danske del af Nordsøen. Som led heri skal der skabes stabile og fornuftige økonomiske rammer for de fremtidige aktiviteter i Nordsøen. Herved skabes grundlag for, at selskaberne kan følge langsigtede strategier og investere i tillid til, at der er stabilitet om vilkårene for efterforskning og indvinding af olie og gas i Danmark.

5. Aftalen med A.P. Møller - Mærsk

Regeringen har som opfølgning på vedtagelse nr. V 54 af 20. februar 2003 haft drøftelser med A.P. Møller - Mærsk om mulighederne for at fortsætte eneretsbevillingen, som udløber i 2012. Drøftel-

³ Vurderingerne bygger på modelberegninger af felter. I England er der for tilladelser tildelt før 1993 en højere beskatning af olie- og gasaktiviteter.

serne har taget afsæt i Folketingets ønske om at sikre staten en større andel af værdierne i forbindelse med nuværende og fremtidig udnyttelse af olie - og gasressourcerne i Nordsøen.

Økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne (A.P. Møller - Mærsk A/S og Mærsk Olie og Gas AS) har den 29. september 2003 indgået en aftale om de nærmere vilkår for fortsættelse af eneretsbevillingen med 30 år frem til og med 8. juli 2042, jf. vedlagte bilag 5.

Aftalen forudsætter, at regeringen opnår den fornødne tilslutning fra Folketinget og Folketingets Energipolitiske Udvalg, og herunder får gennemført de nødvendige og forudsatte lovændringer. Aftalen forudsætter endvidere, at den nye bevilling ikke giver anledning til indsigelse fra Europa-Kommissionen. A.P. Møller - Mærsk har taget forbehold for bestyrelsesgodkendelser.

Aftalen indeholder de i boks 1 angivne hovedelementer:

Boks 1: Hovedelementer i aftalen med A.P. Møller - Mærsk

Fortsættelse af eneretsbevillingen med 30 år.

Der meddeles A.P. Møller - Mærsk en fortsættelse af eneretsbevillingen for perioden 1. januar 2004 til 8. juli 2042. Aftalen indeholder bestemmelser om, at bevillingshaverne skal forsætte det aktive efterforskningsarbejde og løbende redegøre overfor myndighederne om planerne for fremtidig produktion og nedlukning af felter. Ved uenighed om arbejdets omfang eller indhold afgøres tvisten ved voldgift.

Statsdeltagelse

Fra 1. januar 2004 og frem til og med 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere årligt et beløb til staten svarende til 20 pct. af overskuddet før skat og før nettorenteudgifter. Fra og med 9. juli 2012 deltager staten som partner i DUC. Staten overtager en andel på 20 pct. af anlæggene (platforme, behandlingsanlæg, rørledninger mv.). Staten betaler ikke for overtagelsen.

Kulbrinteskatten

Fra og med indkomståret 2004 nedsættes det særlige fradrag for investeringer i kulbrinteskatteloven - kulbrintefradraget - til 5 pct. i 6 år i stedet for 25 pct. i 10 år. For investeringer afholdt inden 1. januar 2004 nedsættes kulbrintefradraget fra 25 pct. til 10 pct. årligt. Fradragsretten bortfalder, når investeringen er 10 år gammel. Kulbrinteskattesatsen nedsættes fra 70 pct. til 52 pct. Feltbeskatningen ophæves fra og med indkomståret 2004. Udnyttede feltunderskud opgøres ved udgangen af indkomståret 2003 og fradrages med 2,5 pct. i hvert af årene 2004-2005 og 6 pct. i hvert af årene 2006-2016. De resterende 29 pct. kan ikke fradrages. Den særlige "pay-back"-regel i kulbrinteskatteloven ophæves fra 1. januar 2004.

Royalty og rørledningsafgift

Bestemmelsen vedrørende betaling af royalty i § 10, stk. 1, i 1962-bevillingen, ophæves pr. 1. januar 2004. Rørledningsafgiften i henhold til 1981-aftalen ophæves med virkning fra 9. juli 2012. Rørledningsafgiften modregnes i kulbrinteskatten fra 1. januar 2004 og ikke i indkomstgrundlaget for hverken kulbrinteskatten eller selskabsskatten. Ikke udnyttede fradrag i ét år kan fremføres til efterfølgende år.

Fjernelsesomkostninger

Fjernelsesomkostninger afholdes af DUC og partnere. Skattemæssigt behandles fjernelsesomkostninger ved, at omkostninger fradrages i det år, de afholdes. Såfremt der ikke er tilstrækkelig positiv kulbrinteindkomst til fuld udnyttelse af fradraget, når produktion i henhold til bevillingen er ophørt, refunderer staten skatteværdien af det udnyttede fradrag. Det refunderede beløb kan dog ikke overstige den akkumulerede kulbrinteskattebetaling minus beløb tidligere refunderet vedrørende fjernelser under samme ordning.

Kompensationsordning

DUC-selskaberne kompenseres for virkningerne af ændringer i eksisterende eller af nye love og andre regler, der specifikt rammer producenter af kulbrinter i den danske del af Nordsøen. Kompensationen fastsættes med henblik på, at den økonomiske balance mellem staten og bevillingshaverne og deres partnere genoprettes, og kan maksimalt udgøre den nettofordel, som staten opnår ved denne aftale. Eventuel uenighed herom afgøres ved voldgift. Der udformes en detaljeret aftale om kompensationsbestemmelsen. Statens almindelige beskatningsret berøres ikke af denne ordning.

Aftalen skaber for det første stabile og langsigtede rammer for DUC på økonomiske vilkår, der er væsentlig strammere end de hidtidige. Aftalen sikrer DUC arbejdsro om aktiviteterne i Nordsøen de næste mange år. Samtidig undgås et operatørskifte i 2012. Derved bliver det samlede overskud til fordeling mellem staten og DUC større. Såfremt A.P. Møller-Mærsk's bevilling ikke fortsatte efter 2012, må det forventes, at DUC i perioden frem til 2012 ikke ville følge en langsigtet strategi med implementering af ny teknologi og yderligere efterforskning. Et operatørskift i 2012 ville indebære risiko for, at den teknologiske udvikling først ville komme i anvendelse senere i forløbet samtidig med, at det kunne give bevillingshaverne et incitament til at lukke knapt så givtige felter før tid.

Med aftalen om at fortsætte aktiviteterne efter 2012 skønnes det samlede overskud til fordeling mellem staten og DUC at blive over 20 mia. kr. højere sammenlignet med en situation uden en aftale.

Aftalen sikrer også staten større indsigt i olie- og gasaktiviteterne inden for eneretsbevillingen. Som led i den årlige rapportering om den fremtidige produktion af olie og gas skal DUC fremover redegøre om deres planer for nedlukning af felter, så dette kan drøftes med Energistyrelsen som tilsynsmyndighed. Er der uenighed om planerne for nedlukning, er der indsat en bestemmelse i aftalen om voldgift. Der er endvidere krav om at fortsætte det aktive efterforskningsarbejde for at finde nye olie- og gasfelter. Fra 2012 indtræder staten som partner i DUC med en ejerandel på 20 pct.

Aftalen indebærer for det andet, at ressourcerne i Nordsøen udnyttes på en samfundsøkonomisk sund måde. Derfor skal statens indtægter komme fra overskudsdeling samt beskatning af overskud frem for bruttoafgifter. Staten sikres direkte en større andel af overskuddet via overskudsdeling i perioden frem til 2012 og herefter statsdeltagelse i alle igangværende og nye aktiviteter i perioden 2012-2042. Med afskaffelsen af royalty og fra 2012 rørledningsafgiften⁴ fjernes til gengæld to bruttoafgifter. Bruttoafgifterne fungerer i praksis som en ekstra omkostning ved produktionen og kan derigennem betyde mindre produktion og mindre udnyttelse af marginale forekomster. Derved kan bruttoafgifterne tilskynde til at lukke felterne tidligere, end hvad der må betragtes som samfundsøkonomisk fornuftigt. I andre lande går udviklingen også i retning af afskaffelse af bruttoafgifter.

Til trods for en skattesats på 70 pct. har kulbrinteskatten hidtil kun givet staten et meget lille provenu. En meget væsentlig årsag hertil er de nuværende regler om et kulbrintefradrag på 250 pct. over en tiårig periode, hvilket i praksis har medført, at selskaberne på grund af de store investeringer i Nordsøen kun har betalt meget beskedne beløb i kulbrinteskate. Det reducerede kulbrintefradrag er et af de helt centrale elementer i aftalen, som skaber et udvidet og mere robust skattegrundlag og dermed øgede skatteindtægter til staten. Et kulbrintefradrag på 30 pct. for nye investeringer svarer i øvrigt til, hvad der gælder i Norge.

De ændrede fradragsregler mindsker en række u hensigtsmæssige forvridninger i den nuværende beskatning markant og skaber således et samfundsøkonomisk mere sundt system. Som følge af det bredere skattegrundlag er det naturligt at nedsætte kulbrinteskattesatsen fra 70 pct. til 52 pct.

Ophævelse af feltafgrænsningen bidrager også til en mere fleksibel og effektiv tilrettelæggelse af produktionen. Feltafgrænsningen er den regel, der betyder, at hvert felt både skatte- og regnskabsmæssigt skal behandles separat. Feltafgrænsningen var hovedsageligt begrundet i det meget store kulbrintefradrag, som med aftalen beskæres kraftigt. Ophævelsen af feltafgrænsningen betyder sammenlignet med de eksisterende regler, at der skabes et større incitament til at foretage risikobetonede investeringer såvel i nye felter som i nye teknologier. Hertil kommer, at det med teknikken med vandrette borer kan være vanskeligere fremover at adskille felterne geologisk.

Som led i ophævelsen er der aftalt en overgangsordning, som betyder, at uudnyttede feltunderskud ultimo 2003 fradrages med 2,5 pct. i hvert af årene 2004-2005 og 6 pct. i hvert af årene 2006-2016.

⁴ Rørledningsafgiften afskaffes reelt fra 2004 som følge af modregningen i kulbrinteskatten.

Underskuddene fremføres uforrentet. Aftalen indebærer, at selskaber opgiver 29 pct. af disse hidtil uudnyttede feltunderskud. Det er vurderingen fra skattemyndighedernes side, at overgangsordningen på rimelig vis afspejler, hvor stor en del af disse underskud, selskaberne ville kunne udnytte under de gældende regler.

Når felterne lukkes, og der skal ryddes op i Nordsøen, skal det ske på en god og miljømæssig forsvarlig måde. Som det er i dag, kan selskaberne som udgangspunkt opnå fradrag for afholdelse af omkostninger til fjernelse af anlæg. Dvs. at staten i praksis betaler for at få fjernet anlæggene via lavere indtægter fra skatterne. Problemet med de gældende regler vurderes først og fremmest at være, at selskaberne ikke kan udnytte fradraget i situationer, hvor der ikke er positiv indkomst at modregne udgifterne i, som fx når et selskab afvikler sit sidste felt i Nordsøen. Det kan give et incitament til at lukke hurtigere for at få glæde af fradraget.

Aftalen fastlægger klare regler for den skattemæssige behandling af fjernelsesomkostninger. Omkostningerne fradrages i det år, de afholdes. Hvis der ikke er tilstrækkelig positiv indkomst til fuld udnyttelse af fradraget ved ophør af produktion, refunderer staten skatteværdien af det uudnyttede fradrag - dog ikke mere end den betalte kulbrinteskate. Omkostningerne til at fjerne anlæggene i Nordsøen skal som hidtil afholdes af partnerne i DUC. Når staten fra 2012 uden betaling overtager en andel på 20 pct. af DUC's anlæg, afholder staten også 20 pct. af omkostningerne til at fjerne anlæggene.

For det tredje betyder den aftalte kompensationsordning, at der skabes sikkerhed om de økonomiske rammevilkår i aftaleperioden, hvor der som nævnt er sket en markant skærpelse af de økonomiske vilkår. Kompensationen kan maksimalt udgøre den nettofordel, som staten opnår ved den nye aftale. Kompensationsbestemmelsen vedrører alene lovgivning, der specifikt rammer producenter af kulbrinter i den danske del af Nordsøen. Ændringer af generelle danske eller EU-retlige regler vedrørende fx selskabsbeskatning, miljø, sikkerhed eller arbejdsforhold mv. vil således ikke blive omfattet af bestemmelsen. Det nærmere indhold af kompensationsbestemmelsen vil fremgå af en detaljeret aftale, som skal udarbejdes, og som vil blive forelagt Folketinget.

Kompensationsbestemmelser kendes bl.a. fra aftalerne mellem DUC og DONG. Det skal i den forbindelse bemærkes, at det fremgår af aftalen, at DUC-selskaberne frasiger sig muligheden for at overvælde aftalens strammere økonomiske vilkår på DONG og dermed reducere DONG's overskud til staten, hvilket de ville have mulighed for, for så vidt angår gasdelen.

6. Aftalens økonomiske virkninger

Med aftalen sikres staten en større andel af værdierne i forbindelse med den nuværende og fremtidige udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen. Fra 2004 og frem til 2042 forventes fordelingen af overskuddet mellem staten og DUC at blive 61:39 under givne forudsætninger om bl.a. produktionsmængder og oliepris. Dette må anses som en væsentlig forbedring sammenlignet med de 47 pct., som staten har fået i gennemsnit historisk, og de 40 pct. som staten har fået i de seneste år.

Tabel 3 neden for opsummerer - med de opstillede forudsætninger - de økonomiske virkninger af aftalen mellem staten og A.P. Møller - Mærsk sammenlignet med de historiske tal. Staten skønnes med aftalen at få et samlet provenu fra områderne inden for eneretsbevillingen på 133 mia. kr. i nutidsværdi for hele perioden 2004-2042. I perioden 2004-2012 skønnes statens samlede indtægter at blive ca. 80 mia. kr. i nutidsværdi.

Tabel 3 – Statens provenu ved aftalen (opgjort i nutidsværdi)

Mia. kr.	Historisk 1962 – 2003	Aftalen					
	*)	2004-12		2013-42		2004-2042	
	I alt	I alt	Årlig gns.	I alt	Årlig gns.	I alt	Årlig gns.
	----- mia. kr. -----						
Overskud i alt	166	139	15,4	81	2,7	220	5,6
Statens indtægter	78	80	8,9	54	1,8	133	3,4
Heraf							
- Overskudsdeling/statsdeltagelse	0	26	2,9	16	0,5	43	1,1
- Selskabsskat	43	32	3,5	18	0,6	49	1,3
- Royalty	24	0	0	0	0	0	0
- Rørledningsafgift	10	7	0,8	0	0	7	0,2
- Kulbrinteskat	1	15	1,7	20	0,7	35	0,9
	----- pct. -----						
Fordeling: Staten:DUC	47 : 53	57 : 43		66 : 34		61 : 39	

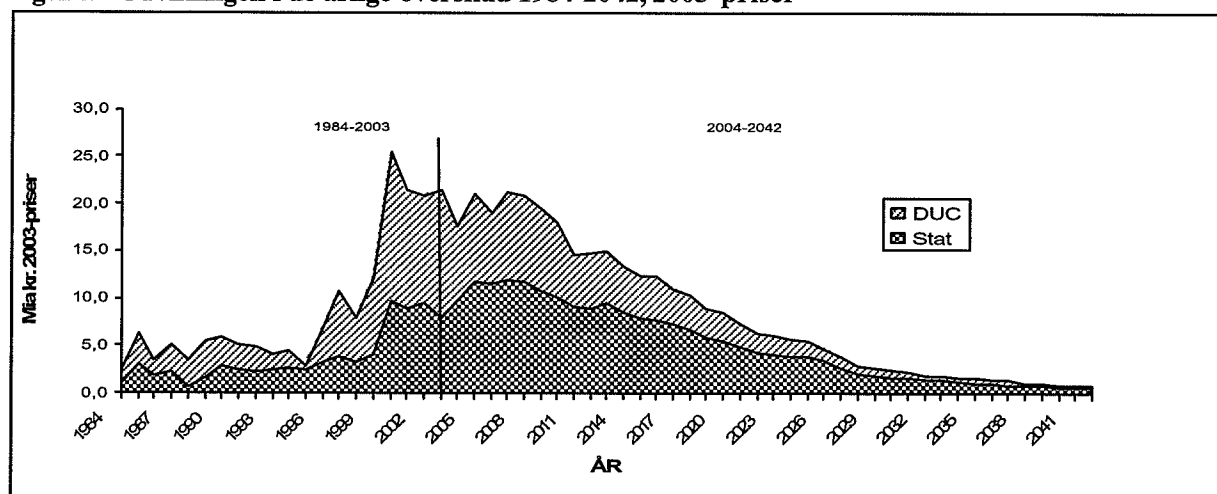
*) 2003-priser

Anm.: Der kan forekomme afvigelser fra totaler som følge af afrunding.

Med en statsandel på 61 pct. af overskuddet fra Nordsøen i perioden 2004-2042 kommer den danske stats andel af værdierne fremover til at ligge højere end fordelingen i England og væsentlig tættere på niveauet i Norge og Holland. Sammenligningen af den danske statsandel med Norge og Holland skal endvidere ses i lyset af, at især Norge har meget større felter. Herudover er der bedre geologiske forhold end i Danmark, hvilket gør det lettere at hente olien op.

Figur 2 viser udviklingen i det samlede overskud for perioden 1984-2042. Figuren illustrerer, hvorledes det særligt er i perioden frem til 2012, at der kan forventes store overskud fra olie- og gasproduktionen i Nordsøen. Efter 2020 forventes overskuddet at blive væsentlig mindre i takt med, at ressourcerne udtømmes, og driftsomkostningerne ved at få hentet den sidste olie op stiger.

Figur 2 - Udviklingen i de årlige overskud 1984-2042, 2003-priser



I tabel 3 er der i de fremadrettede provenuskøn regnet i nutidsværdier. Nutidsværdi-beregninger bruges oftest i forbindelse med lange tidshorisoner, hvor der skal tages højde for inflation og det faktum, at pengene kunne være placeret alternativt, fx i statsobligationer. Dvs. når man skal betragte noget som en investering. Nutidsværdi-beregninger siger imidlertid ikke så meget om, hvad der konkret kommer ind af beløb til de offentlige finanser. For at få et billede heraf er det nødvendigt at regne i faste priser, hvor der alene tages højde for inflationen.

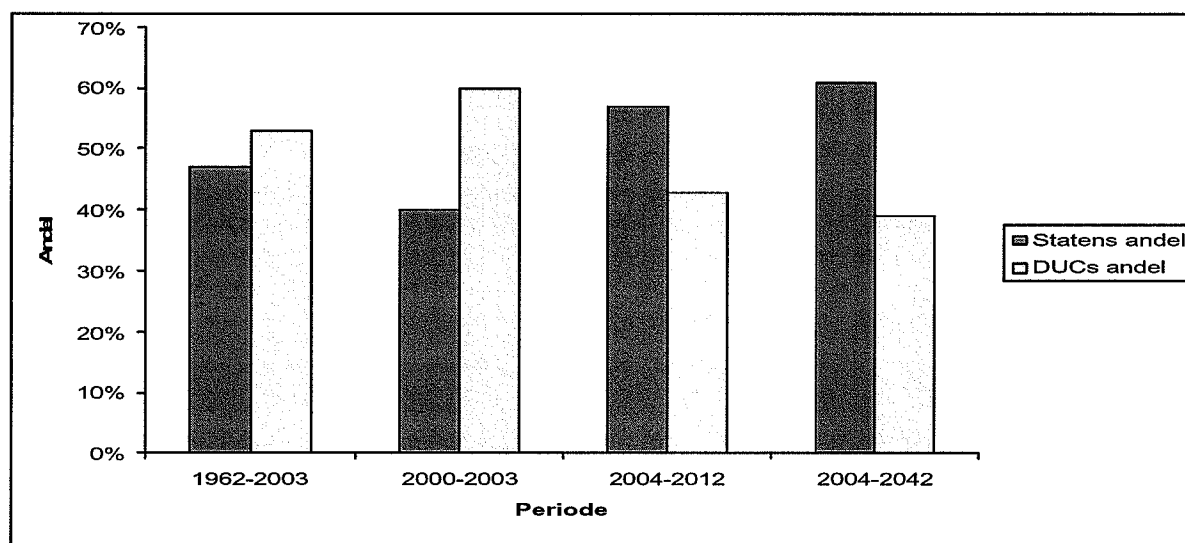
Tabel 4 viser statens provenu i perioden 1998-2003 i faste priser og sammenholder dette med det skønnede provenu i perioden 2004-2012 som følge af aftalen.

Tabel 4. - Statens provenu historisk og 2004-2012 med aftalen. Faste priser

mia. kr. 2003-priser	1998-2003 Årlig gns.	2004	2005	2006	2007-2012 Årlig gns.	2004-2012 Årlig gns.
Statens indtægter,	7,2	9,8	11,9	11,4	10,4	10,6
Heraf						
- Overskudsdeling/statsdeltagelse	-	3,6	4,0	3,9	3,3	3,5
- Selskabsskat	4,4	4,3	4,8	4,6	4,0	4,2
- Royalty	1,8	0	0	0	0	0
- Rørledningsafgift	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9
- Kulbrinteskot	0	1,0	2,0	2,0	2,2	2,0
Fordeling: Staten : DUC, pct.	40:60					57:43

Figur 4 nedenfor viser statens historiske andel af overskuddet fra eneretsbevillingen, samt hvorledes andelen forventes at udvikle sig over tid med aftalen.

Figur 4 – Udviklingen i statens andel af overskud



7. Statslige merindtægter og følsomhedsberegninger

For at vurdere værdien af aftalen kan der foretages en sammenligning af statens provenu ved en aftale sammenlignet med en situation, hvor de nugældende regler fortsætter til 2012, hvorefter der ved udbud findes en operatør. Vilkårene for operatøren efter 2012 antages at være de samme, som gælder for nye koncessioner. Fremskrivningerne er foretaget med udgangspunkt i middelscenariet for produktionen af olie og gas inden for eneretsbevillingen, jf. afsnit 3.

Problemet ved denne type fremskrivninger er, at de forudsætter indtægter fra kulbrinteskatten, som ellers stort set ikke har givet indtægter. Der er i fremskrivningen ikke taget hensyn til, at der med de nuværende store kulbrintefradrag på 250 pct. er mulighed for skattetækning i forbindelse med investeringerne. I praksis betyder det, at statens indtægter i fremskrivningen på uændrede vilkår og med et operatørskifte i 2012 overvurderer statens provenu. I perioden 2004-2012 er der således indregnet 12 mia. kr. i kulbrinteskatteindtægter. Det er skattemyndighedernes vurdering, at disse indtægter er højst usikre.

På trods af dette viser beregningerne, at statens provenu i perioden frem til 2012 vil være i gennemsnit 2,4 mia. kr. mere om året, svarende til en samlet merindtægt i perioden fra 2004 til 2012 på omkring 22 mia. kr., jf. tabel 5.

Tabel 5. - Statens indtægter uden en aftale og med aftalen, 2003-priser

Mia. kr. 2003-priser	2004	2005	2006	2007-2012 Årlig gns.	2004-12 I alt	2004-2012 Årlig gns.
Uden en aftale	8,7	9,8	9,6	7,6	73,5	8,2
Med aftalen	9,8	11,9	11,4	10,4	95,6	10,6
Merprovenu ved aftalen	1,1*)	2,1	1,8	2,8	22,1	2,4

*) Opgjort efter optjeningsår. Det er aftalt, at der i 2004 både forfalder royalty og overskudsandel. Ved samme periodisering af de faktiske betalinger som på finansloven skønnes merprovenuet i 2004 at udgøre 3,3 mia. kr., jf. nedenstående tabel 6.

Anm.: I tilfældet uden en aftale forudsættes beskatningen at foregå på uændrede vilkår frem til 2012. Det underliggende produktionsforløb er forudsat at være anderledes end i tilfældet med aftale, da DUC-selskaberne uden en aftale måtte forventes at ændre indvindingstakt, således at overskuddet blev størst muligt inden bevillingens ophør i 2012.

Opgjort i nutidsværdi udgør merprovenuet til staten fra aftalen ca. 18 mia. kr. frem til 2012. Også i perioden fra 2012 til 2042 vil aftalen give et ikke ubetydeligt merprovenu (omkring 13 mia. kr. i nutidsværdi), jf. bilag 4.

Aftalen kan endvidere vurderes med historiske tal. Der er i bilag 4 foretaget en beregning af, hvilket merprovenu staten havde opnået, hvis aftalen var indgået med virkning fra 2001 i stedet for 2004. Disse beregninger baserer sig på faktiske tal for både produktion, overskud, investeringer, betalt skat mv. Beregningerne viser opgjort i nutidsværdier, at staten ved at indgå aftalen med virkning fra 2001 kunne have opnået et merprovenu på 2,3 mia. kr. i 2001 og 2,5 mia. kr. i hvert af årene 2002 og 2003. Altså resulterer det i samme størrelsesorden, som når der regnes på fremtidige tal.

Samlet set tyder de forskellige sammenligninger på, at størrelsen af statens merprovenu med den nye aftale er temmelig stabilt, uanset om aftalen testes mod positive fremskrivninger af statens provenuer eller faktisk realiserede data.

Herudover kan der foretages en sammenligning med de forventede indtægter i finanslovsforslaget for 2004. Sammenlignet med budet for FFL 04, som dog er baseret på andre mængder og oliepriser end i aftaleberegningerne, er der tale om et merprovenu på 3,3 mia. kr. i 2004. Under forudsætning af at indtægten fra selskabsskatten og kulbrinteskatten mv. ikke ændrer sig i budgetoverslagsårene på FFL 04, vil statens merprovenu i perioden 2005 til 2007 ligge på omkring samme beløb, jf. tabel 6.

Tabel 6. - Statens provenu ved aftalen i forhold til Finanslovsforslaget 2004

Mia. kr., 2003-priser	2004	Gns. 2005-2007
Aftalen	11,2	11,5
FFL 2004	7,9	7,9
Forskel	3,3	3,5

På FFL 04 er der forudsat en lavere produktion og en højere oliepris end i aftaleberegningerne. Der forudsættes stort set samme dollarkurs. Beregningsteknisk forudsættes det, at statens provenu fra DUC udgør 93 pct. af statens provenu for alle selskaber i Nordsøen. Tabellens opgørelse baserer sig endvidere på indbetalingsår svarende til princippet på finansloven.

Endelig er der foretaget følsomhedsberegninger ved ændrede forudsætninger om oliepris, dollarkurs og produktion. Dette fremgår af den efterfølgende tabel 7. Tabellen viser, at statens andel af værdierne inden for eneretsbevillingen svinger fra 58 pct. til 62 pct. fra det lave til det høje produktionsscenario. Tilsvarende vil en 20 pct. positiv eller negativ ændring i oliepriserne eller dollarkursen få statens andel til at svinge mellem 63 og 56 pct.

Samlet set indikerer beregningerne, at der med ændrede forudsætninger kan ske udsving i statens provenu og statens andel af overskuddet. Det skyldes, at aftalen i kraft af en sammensat marginalskat på 73 pct. er således indrettet, at den gennemsnitlige beskatningsprocent vokser med stigende overskud. I modsætning til det hidtidige beskatningssystem, der formelt set har en endnu højere marginal beskatning, er der med aftalen nu skaffet sikkerhed for en effektiv højere beskatning. Det skyldes, at der til forskel fra det nuværende system er et langt mere stabilt skattegrundlag på grund af de reducerede fradragsmuligheder.

Tabel 7. - Følsomhedsberegninger for statens provenu (statsandel i parentes)

Mia. kr. 2003-priser	2004	2005	2006	2007	2008	Årligt gns. 2004-2012	2004 -2012	2013 -2042	2004 -2042
	----- Mia. kr. 2003-priser -----						- Mia. kr. nutidsværdi -		
1. Aftale på statens middelscenarium*	9,8	11,9	11,4	11,9	11,8	10,6 (57%)	80 (57%)	54 (66%)	133 (61%)
<i>Følsomheder overfor ændret produktion</i>									
2. Som 1 men lavt produktionsscenarium	9,8	11,9	11,5	11,3	10,6	9,6 (56%)	73 (56%)	25 (65%)	98 (58%)
3. Som 1 men højt produktionsscenarium	9,8	11,9	11,2	11,9	11,6	11,4 (58%)	85 (58%)	80 (67%)	165 (62%)
<i>Følsomheder overfor oliepriser</i>									
4. Som 1 men oliepris -20% (2004-10: 17,9 USD/t)	6,2	7,9	7,5	8,0	8,0	7,1 (52%)	53 (52%)	40 (64%)	93 (56%)
5. Som 1 men oliepris -10% (2004-10: 20,1 USD/t)	8,0	9,9	9,5	9,9	9,9	8,9 (55%)	66 (55%)	47 (65%)	113 (59%)
6. Som 1 men oliepris +10% (2004-10: 24,6 USD/t)	11,6	13,9	13,4	13,9	13,7	12,4 (59%)	93 (59%)	61 (67%)	154 (62%)
7. Som 1 men oliepris +20% (2004-10: 26,8 USD/t)	13,4	15,8	15,3	15,8	15,6	14,1 (61%)	106 (61%)	68 (67%)	174 (63%)

Anm.: En 10 pct. ændring i dollarkursen har samme virkning på statens provenu som en 10 pct. ændring i olieprisen. En 10 pct. højere dollarkurs svarer til en dollarkurs på 7,65 (i stedet for 6,95). Historisk har olieprisen udvist langt større relative udsving end dollarkursen.

*)Statens middelforudsætninger, bl.a. oliepris: 22,355 USD/t i 2004-10 herefter gradvist stigende til 36 USD/t i 2042 (2003-priser); dollarkurs på 6,95; middel produktionsscenarium. Primo oktober 2003 er olieprisen over 27 USD/t.

Sammenlignet med de nuværende regler er der alt i alt skabt et mere robust beskatningsgrundlag, som sikrer staten en højere andel af værdierne i Nordsøen, uanset om olieprisen er høj eller lav, eller om det pludselig viser sig muligt at hente langt større mængder op fra Nordsøen end forventet med dagens viden. Robusthed er navnlig vigtig i lyset af, at produktionen fra Nordsøen historisk har udviklet sig væsentlig mere positivt end forventet, og i lyset af de ofte kraftige udsving i olieprisen.

8. Afslutning

Det er regeringens opfattelse, at der er tale om en god og solid aftale med A.P. Møller - Mærsk, som samlet set indeholder klare forbedringer sammenlignet med de nuværende regler. Merprovenuet skal efter regeringens opfattelse gå til at nedbringe statens gæld og dermed øge det fremtidige råderum.

I forbindelse med udmøntningen af aftalen mellem økonomi- og erhvervsministeren og A.P. Møller - Mærsk vil regeringen fremsætte beslutningsforslag samt de dertil knyttede lovforslag om ændring af kulbrinteskatteloven og ændring af undergrundsloven. Det er hensigten, at aftalen skal have virkning fra 1. januar 2004.

For de øvrige selskaber med igangværende tilladelser til efterforskning og indvinding af olie og gas i den danske del af Nordsøen medfører lovændringerne ikke ændrede betingelser, idet de nye vilkår kun vil have virkning i forhold til nye tilladelser. Såfremt de øvrige selskaber skulle ønske ændrede vilkår i overensstemmelse med aftalen, er regeringen indstillet på at tage drøftelser herom.

Bilag 1 - Nuværende lovgivningsmæssige og økonomiske rammer for aktiviteterne i Nordsøen

Lovgivningsmæssige rammer

Udnyttelsen af Danmarks undergrund reguleres i undergrundsloven, som bl.a. indeholder bestemmelser vedrørende tildeling af tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter.

De nærmere vilkår for efterforskning og produktion er fastlagt i særskilte tilladelser (koncessioner), som staten tildeler selskaberne. For DUC's vedkommende drejer det sig om eneretsbevillingen af 8. juli 1962, som blev meddelt A.P. Møller for en periode på 50 år. For de øvrige selskaber drejer det sig om særskilte tilladelser, som staten har tildelt i forbindelse med de i alt 5 udbudsrunder, der er gennemført siden 1984. Hertil kommer tilladelser tildelt i forbindelse med "Åben Dør"-proceduren, som blev indført i 1997.

En væsentlig forskel mellem eneretsbevillingen og de nyere tilladelser er, at de nyere tilladelser er blevet tildelt i udbudsrunder, hvor flere selskaber har konkurreret om at få tilladelse til efterforskning og indvinding i et bestemt område. Herudover gælder der også andre vilkår vedr. beskatning og statsdeltagelse, jf. nedenfor.

Eneretsbevillingen, som oprindeligt dækkede hele det danske område, er blevet reguleret flere gange. Den mest vidtgående regulering blev foretaget i 1981 gennem en aftale mellem A.P. Møller og energiministeren, hvor store områder blev leveret tilbage til staten. 1981-aftalen blev indgået på baggrund af et politisk ønske om at intensivere aktiviteterne i Nordsøen.

Som led i etableringen af EU's indre energimarked indeholder koncessionsdirektivet fælles regler vedrørende betingelserne for tildeling af tilladelser til efterforskning og produktion af kulbrinter. De arealer i Nordsøen, der er omfattet af A.P. Møller - Mærsk's eneretsbevilling, er imidlertid undtaget fra koncessionsdirektivets regler om udbud. Det indebærer, at staten kan tildele en ny tilladelse til A.P. Møller - Mærsk eller til en anden operatør inden udgangen af 2012 uden at gennemføre en udbudsrunde for de områder, som er omfattet af eneretsbevillingen. En ny tilladelse vil i henhold til EU-reglerne skulle tildeles på grundlag af objektive og ikke-diskriminerende kriterier.

Den nuværende beskatning og statsdeltagelse

Statens indtægter fra olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen stammer fra fem kilder.

- Selskabsskat
- Kulbrinteskatt
- Rørledningsafgift/dispensationsafgift
- Royalty (produktionsafgift)
- Statsdeltagelse

Selskabsskat

På linie med alle andre virksomheder betaler virksomhederne i Nordsøen selskabsskat på 30 pct. Selskabsskatten opgøres særskilt for kulbrinteaktiviteterne i Danmark. Det betyder, at eventuelle underskud fra andre aktiviteter ikke kan fratrækkes, inden der skal betales selskabsskat af kulbrinteaktiviteterne. Dermed adskiller reglerne sig lidt fra almindelige beregning af selskabsskat, hvor underskud og overskud fra forskellige aktiviteter kan modregnes.

Kulbrinteskatten

Kulbrinteskatten er en særlig beskatning af indkomster fra kulbrinteaktiviteter. Kulbrinteskatten blev indført i 1982 med det formål at sikre den danske stat en andel af ekstraordinært store afkast, fx som følge af høje oliepriser.

Grundlaget for kulbrinteskatten er som udgangspunkt det samme som for selskabsskatten - med tre væsentlige undtagelser. For det første opgøres indkomsten feltvis, således at underskud fra et felt ikke kan modregnes i overskud fra et andet felt. For det andet kan den betalte selskabsskat fradrages. For det tredje gives et særligt kulbrintefradrag på 25 pct. af investeringerne. Fradraget gives over 10 år - dvs. i alt 250 pct. Kulbrinteskattesatsen er 70 pct.

Kulbrintefradraget for investeringer indebærer, at hvis en virksomhed investerer 1 mia. kr., får den et fradrag på 2,5 mia. kr. over ti år eller 250 mio. kr. om året. De 250 mio. kr. fratrækkes, før der beregnes kulbrinteskate. Dertil kommer de almindelige afskrivninger på investeringen. Den samlede virkning af fradragene i både selskabsskat og kulbrinteskate er, at en investering på en krone udløser en skatterabat på over 2 kroner (i nutidsværdi) - forudsat at investoren er i en position, hvor han ellers ville have betalt kulbrinteskate. Det er nærmere vist i "Rapport fra Kulbrinteskateudvalget", Skatteministeriet 2001.

Det gælder dog, at Energistyrelsen efter forhandlinger med bevillingshaverne skal godkende selskabernes arbejdsprogrammer.

Rørledningsafgift og royalty

Alle olieproducenter betaler en rørledningsafgift/dispensationsafgift på 5 pct. af produktionsværdien af olie med fradrag for transportomkostninger. Satsen for DUC-selskabernes betaling af rørledningsafgift er reguleret i aftalen fra 1981 mellem A.P. Møller og energiministeren. For de øvrige selskaber betales afgiften efter bestemmelserne i rørledningsloven.

Herudover betaler DUC-selskaberne i henhold til eneretsbevillingen *royalty* (produktionsafgift) på 8,5 pct. af den samlede værdi af den producerede olie og gas efter fradrag for transportomkostninger. For alle øvrige tilladelser betales - bortset fra det meget lille Lulita-felt - ikke royalty.

Rørledningsafgift og royalty er fradragsberettiget i opgørelsen af selskabsskatte- og kulbrinteskategrundlaget.

Statsdeltagelse

Staten har siden første udbudsrunde i 1984 deltaget i alle nyere tilladelser som hovedregel med en andel på 20 pct. Der er ikke statsdeltagelse i forbindelse med A.P. Møller - Mærskes eneretsbevilling.

Bilag 2 - Forudsætninger for rentabilitetsberegninger af A.P. Møller - Mærsk-selskabernes aktiviteter i den danske del af Nordsøen i perioden 1962-2003

Økonomi- og Erhvervsministeriet har gennemført rentabilitetsanalyser af A.P. Møller-Mærsk-selskabernes årlige pengestrømme. Beregningen af det gennemsnitlige afkast for perioden 1962-2003 er baseret på pengestrømsopgørelsen i en rapport udarbejdet af Handelshøjskolen i København⁵ suppleret med oplysninger fra Energistyrelsen for årene 2002 og 2003.

For året 2003 er der endvidere indberegnet en såkaldt terminalværdi i pengestrømmen. Denne terminalværdi udgør den forventede værdi af A. P. Møller - Mærsk's aktiver i Nordsøen. Eftersom denne størrelse ikke kendes med sikkerhed, er der i nærværende analyse foretaget beregninger af det gennemsnitlige afkast for forskellige terminalværdier. Resultaterne fra disse beregninger er angivet i tabellen nedenfor.

Gennemsnitlige afkastgrader for perioden 1962-2003 for forskellige terminalværdier.

Forudsat terminalværdi (mia. kr.)	Forventet gennemsnitligt afkast for perioden 1962-2003
0	16,2 pct.
10	16,4 pct.
14,4	16,6 pct.
30	16,9 pct.
45	17,2 pct.
60	17,4 pct.
100	18,0 pct.

Anm. Der er tale om nominelle afkast

Således er det gennemsnitlige afkast på 16 pct. for perioden 1962-2003 angivet for en terminalværdi i intervallet 0 - 10 mia. kr.

De 16 pct. udtrykker det gennemsnitlige nominelle afkast, som A. P. Møller - Mærsk har kunnet realisere efter skat i perioden 1962-2003. Dette afkast på 16 pct. kan deles op i en såkaldt risikofri forrentning og en risikopræmie. En risikofri forrentning er kendetegnet ved et afkast, der på forhånd kendes ved kontraktindgåelse. Et eksempel på en risikofri forrentning kunne være afkastet på en statsobligation. En risikopræmie er et mål for det merafkast, der opnås som kompensation, for den risiko man har været pålagt ved eksempelvis at foretage en given investering.

For perioden 1962-2003 kan den gennemsnitlige risikopræmie for A. P. Møller - Mærsk beregnes til at ligge i intervallet 5-9 pct., afhængigt af om der anvendes lange eller korte renter.⁶

⁵ "Rentabilitetsanalyse af A.P. Møller-selskaberne i den danske del af Nordsøen i perioden 1962-2001", Handelshøjskolen i København, 2003.

⁶ Således har de gennemsnitlige risikofri renter implicit ligget i intervallet 7-11 pct. for henholdsvis korte- og lange renter.

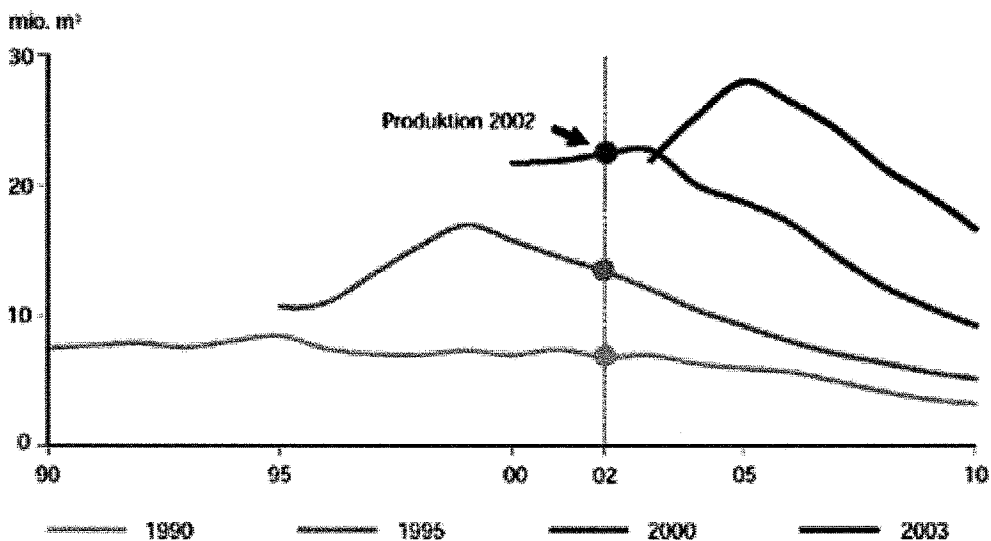
Bilag 3 – Reserver og produktionsprognoser

Energistyrelsen opgør årligt størrelsen af de danske olie- og gasreserver og udarbejder på baggrund heraf prognoser for produktionen. Reserverne er den mængde olie og gas, der kan indvindes med kendt teknologi fra kendte forekomster. Det følger af denne definition, at reserverne kan vokse, enten fordi der opdages nye forekomster, eller fordi der udvikles ny teknologi, der gør indvindingen mere effektiv. I de senere år har vi i Danmark nydt godt af både nye fund og teknologiudvikling, og det må forventes, at der vil være en fortsat positiv udvikling også i de kommende år.

For at illustrere hvordan reserverne og de tilhørende produktionsprognoser er vokset over årene, er der på figuren nedenfor vist, hvordan produktionsprognoseerne så ud i 1990, 1995, 2000 samt 2003. I prognosen fra 1990 skønnedes olieproduktionen i 2002 til 6,8 mio. m³ kubikmeter. Produktionen i 2002 var på 21,5 mio. m³. Det vil sige, at den faktiske produktion var næsten 3 gange så stor, som den blev anslået til i 1990. I prognosen fra 1995 blev produktionen i 2002 skønnet til 13,2 mio. m³, altså ca. 2/3 af den faktiske produktion i 2002.

Fremgangen fra 1990 til 1995 skyldes teknologiudvikling, mens nye fund var den største bidragyder til udviklingen fra 1995 til 2000.

Figur 4. – Prognoser for perioden 1990-2010



Bilag 4 - Skøn over provenuvirkning, hvis aftalen var blevet indgået i 2001.

I det følgende er der beregnet, hvad en helt identisk aftale, men gældende for en længere periode, ville have indbragt, hvis den var indgået i 2001. Det er et helt hypotetisk regnestykke, som ser bort fra modpartens betalingsvilje.

Der er her gjort følgende forudsætninger:

- Historiske oliepriser, dollarkurser, produktion, investeringer, skattemæssige regnskabsstørrelser for 2001 og 2002.
- For 2003 er olieprisen skønsmæssigt forudsat til 25 USD/td., dollarkurs til 6,95 DKK/USD
- Fra 2004 og frem bygger på IEAs prognose for olieprisen på 22,35 USD/td. med en årlig realvækst på 0,426 USD/td. fra 2011 og frem til 2042. Dollarkursen er forudsat at være 6,95 DKK/USD i hvert af de efterfølgende år.
- Gældende regler er beregnet på baggrund af en prognose for den samlede olieproduktion på ca. 302 mio. m³ for perioden 2004-42 med operatørskifte i 2012. Aftalen bygger på en olieprognose på ca. 357 mio. m³ for samme periode. Olieproduktionen for 2001-03 udgør ca. 52 mio. m³.

For det hypotetiske tilfælde, at aftalen var blevet indgået i 2001 skønnes staten under stor usikkerhed og på ovennævnte forudsætninger at kunne have opnået et merprovenu i størrelsesordenen ca. 10 mia. kr. i perioden 2001-42 i forhold til at indgå aftalen i 2004. I tabel 1 er vist en oversigt over statens samlede indtægter efter gældende regler og et skønnet merprovenu ved at indgå aftalen i henholdsvis 2001 og 2004.

Tabel 8. Statens indtægter efter gældende regler og merprovenuet ved aftale i 2001 og 2004, mia. kr. i nutidsværdi

År	Gældende regler	Aftale	
	Statens samlede indtægter	Merprovenu ved indførelse i 2001	Merprovenu ved indførelse i 2004
2001-2003	25,3	7,3	0
2004-2012	62,0	19,7	17,7
2013-2042	40,4	14,3	13,3

Anm.: Efter gældende regler foretages et operatørskifte i 2012. Beløbene er opgjort i nutidsværdi, dvs. alle er tilbagediskonteret med 6 pct. p.a. Et beløb med en nutidsværdi på fx 2,0 mia. kr. vil i 2016 blive til et indbetalt beløb på 4,3 mia. kr. i løbende priser.

Det bemærkes, at merprovenuerne er beregnet i forhold til et forløb af gældende regler, der giver kulbrinteskatt. Om et sådant ville kunne realiseres, er særdeles usikkert bl.a. pga. de store kulbrintefradrag.

Det skal understreges, at for perioden 2001-03 er der anvendt tal for historiske dispositioner med hensyn til investeringer og skat. Dvs. der er ikke taget højde for adfærdsvirkninger, som indgåelsen af aftalen i 2001 kunne have medført.

Desuden skal det fremhæves, at en fremrykning af indgåelsen af aftalen ikke alene har virkning for perioden 2001-03, men har i kraft af de kraftigt reducerede kulbrintefradrag og overgangsreglerne for feltunderskuddene også betydning for provenuet de efterfølgende år – i alt yderligere ca. 3 mia. kr.

Sammenfattende skønnes en indgåelse af aftalen i 2001 at ville have medført et anslået merprovenu til staten på ca. 10 mia. kr. i nutidsværdi for perioden 2001-42 i forhold til at indgå aftalen i 2004. Dette merprovenu fordeler sig skønsmæssigt med ca. 7,5 mia. kr. i perioden 2001-03, og ca. 2 mia. kr. i perioden 2004-12 samt ca. 1 i alt i årene lige efter 2012.

29. september 2003

**Aftale
mellem
økonomi- og erhvervsministeren
og
bevillingshaverne i henhold til eneretsbevilling af 8. juli 1962 til efter-
forskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund**

Der er mellem økonomi- og erhvervsministeren på den ene side og A.P. Møller – Mærsk A/S og Mærsk Olie og Gas AS (bevillingshaverne) på den anden side, opnået enighed om fortsættelse af A.P. Møller – Mærsk's eneretsbevilling frem til og med 8. juli 2042 med nedenstående ændringer af eneretsbevilling til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund, jf. bekendtgørelse nr. 372 af 7. november 1963, med tilhørende protokoller og aftaler (herefter under ét benævnt "bevillingen"), der herefter er gældende som ændret.

Aftalen sigter mod at skabe stabile og langsigtede rammer for bevillingshavernes og deres partners efterforsknings- og indvindingsvirksomhed og samtidig sikre en robust fordeling mellem staten og bevillingshaverne og deres partnere af værdierne fra aktiviteterne i Nordsøen.

Aftalen har følgende indhold:

I. Fortsættelse af eneretsbevillingen frem til 2042

Fortsættelse af bevillingen meddeles til bevillingshaverne for perioden 1. januar 2004 til 8. juli 2042. Fra og med 9. juli 2012 indtræder staten som partner i DUC med en andel på 20 pct., jf. afsnit IV.

Det nuværende arbejdsfællesskab mellem parterne i DUC kan fortsætte.

1962-bevillingens § 2, stk. 6, ajourføres, således at opretholdelse af produktion eller aktiviteter i øvrigt afgøres for hver enkelt produktions- eller injektionssystem eller delsystem på grundlag af, hvorvidt aktiviteterne kan finde sted på et både for samfundet og bevillingshaverne økonomisk forsvarligt grundlag. I tilfælde af uenighed afgøres tvisten ved voldgift.

II. Areal

Bevillingen omfatter ret til fortsat efterforskning og indvinding af kulbrinter på de arealer, den nuværende eneretsbevilling omfatter pr. 31. december 2003. De nuværende aftaler om tilbagelevering af areal opretholdes, bortset fra tilbageleveringen i 2012. Bevillingen vil således pr. 9. juli 2012 omfatte alle de arealer, som i henhold til 1962-bevillingen er til rådighed på dette tidspunkt.

I det omfang felterne i det sammenhængende område endnu ikke er afgrænset, sker dette i forbindelse med arealtilbageleveringen i 2005.

Arealer, omfattet af bevillingen, tilbageleveres feltvis til staten, i den udstrækning produktionen indstilles, uanset om de tilhørende platforme, rørledninger m.v. fortsat skal være i drift. Tilbageleveringen skal dog kun ske, hvis dette kan gøres uden at have negativ betydning for bevillingshaverens fortsættende aktiviteter.

Bevillingshaverne skal fremover i tillæg til den årlige redegørelse til Energistyrelsen om den fremtidige produktion af olie og gas, angive planer for fremtidig nedlukning af felter.

Hvis bevillingshaverne ikke længere ønsker at drive en selvstændig platform, gruppe af platforme eller rørledningsanlæg, og bevillingshaverne efter en periode på 18 måneder (med mindre der godkendes forlængelser) ikke på forretningsmæssige vilkår har kunnet sælge denne eller disse anlæg med tilhørende rettigheder og forpligtelser, gælder reglerne for fjernelse. Ved uenighed afgøres tvister ved voldgift. Overdragelse af koncessionsmæssige rettigheder følger de derom gældende regler.

Hvis al produktion ophører inden 8. juli 2042, ophører bevillingen samtidig.

III. Arbejdsprogram, efterforskning og udbygning

Forpligtelserne til fortsat efterforskning fastsættes med udgangspunkt i 1981-aftalens bestemmelser herom. Det nuværende arbejdsprogram for efterforskningen fortsættes. Energistyrelsen godkender efter forhandling med bevillingshaverne med udgangspunkt i oplæg fra bevillingshaverne et arbejdsprogram for 6-års perioder. Arbejdsprogrammerne skal løbende hvert 3. år, fastsættes for den kommende 6-års periode.

Arbejdsprogrammet skal i henhold til god praksis omfatte de forpligtelser, bevillingshaverne skal opfylde over for myndighederne med hensyn til et fagmæssigt udført efterforskningsprogram, der sigter på at konstatere, om der findes udnyttelige forekomster af kulbrinter, idet der herved tages udgangspunkt i samfundets interesse i en effektiv efterforskningsindsats på et både for samfundet og bevillingshaverne økonomisk forsvarligt grundlag.

På tilsvarende vis skal bevillingshaverne på et både for samfundet og bevillingshaverne økonomisk forsvarligt grundlag bestræbe sig på fortsat at fremme indvindingen af olie og gas fra den danske del af Nordsøen, under anvendelse af den mest effektive teknologi og med løbende optimering af indvindingen.

Ved uenighed om arbejdets omfang eller indhold afgøres tvisten ved voldgift. Klager over tilsynsmyndighedens afgørelser i henhold til gældende lovgivning følger de almindelige forvaltningsmæssige regler.

IV. Statsdeltagelse

Fra 1. januar 2004 og frem til og med 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere årligt et beløb til staten svarende til 20 pct. af overskuddet, jf. bilag 1 til denne aftale.

Fra og med den 9. juli 2012 deltager staten som partner i DUC og staten overtager en andel på 20 pct. af anlæggene (platforme, behandlingsanlæg, rørledninger m.v.). Staten overtager ikke en andel af likvide midler i DUC. Staten overtager ikke gæld, bortset fra normale driftskreditter.

Staten betaler ikke for overtagelsen. Overtagelsen udløser ikke skattemæssig fortjeneste eller tab hos bevillingshaverne og deres partnere. Bevillingshaverne og deres partnere beholder 80 pct. af saldi for skattemæssige afskrivninger på anlæg og 80 pct. af andre skattemæssige værdier af aktiver og passiver, som staten overtager en andel af. Uudnyttede skattemæssige underskud og grundlaget for beregning af kulbrintefradrag reduceres ikke som følge af statslig deltagelse.

Staten deltager i rettigheder og forpligtelser i forhold til sin 20 pct. andel fra og med 9. juli 2012, herunder med 20 pct. i alle udgifter inkl. nye investeringer, driftsudgifter, fjernelsesomkostninger etc. og modtager sin andel af den producerede olie og gas.

Frem til den 9. juli 2012 har A.P. Møller - Mærsk meddelt, at den eksisterende Joint Operating Agreement - JOA - mellem DUC-partnerne opretholdes. Med virkning fra 9. juli 2012 udformes en opdateret JOA om parternes indbyrdes forhold. På samme tidspunkt indtræder staten i Operating Committee (OPCOM), deltager i tekniske møder i DUC og modtager samme rapporter, planer og anden dokumentation, som de øvrige partnere.

V. Andre økonomiske vilkår

Regeringen vil søge gennemført nedenstående ændringer i kulbrintebeskatningen, der skal omfatte denne og nye tilladelser. Bevillingshaverne er bekendt med og accepterer, at der med virkning for denne aftale vil blive indført sådanne ændringer i kulbrinteskatteloven.

- Fra og med indkomståret 2004 nedsættes kulbrintefradraget til 5 pct. i 6 år i stedet for 25 pct. i 10 år. For investeringer afholdt inden 1. januar 2004 nedsættes kulbrintefradraget med virkning fra 1. januar 2004 fra 25 pct. til 10 pct. årligt. Fradragsretten bortfalder, når investeringen er 10 år gammel.
- Feltbeskatningen ophæves fra og med indkomståret 2004. Uudnyttede feltunderskud opgøres ved udgangen af indkomståret 2003 og fradrages med 2,5 pct. i hvert af årene 2004-2005 og 6 pct. i hvert af årene 2006-2016 (begge år inklusive). De resterende 29 pct. kan ikke fradrages. Det er en forudsætning, at bevillingshaverne og deres partnere foretager maksimale skattemæssige afskrivninger for indkomståret 2003. De nævnte underskud fortabes ikke for en DUC-partner, som er modtagende selskab i en skattefri omstrukturering efter fusionsskattelovens regler.

- Den særlige pay-back regel i kulbrinteskattelovens § 17 ophæves fra 1. januar 2004. Anmodninger om dispensation fra pay back-reglerne vedrørende investeringer før 1. januar 2004 vil blive afgjort efter gældende praksis.
- Rørledningsafgiften modregnes i kulbrinteskatten fra 1. januar 2004 og ikke i indkomstgrundlaget for hverken kulbrinteskatten eller selskabsskatten. Ikke udnyttede fradrag i ét år kan fremføres til efterfølgende år.
- Kulbrinteskattesatsen nedsættes fra 70 pct. til 52 pct.

I kulbrinteskatteloven indsættes endvidere bestemmelser om en carry back-ordning. Fjernelsesomkostninger fradrages i det år, de afholdes. Såfremt der ikke er tilstrækkelig positiv kulbrinteindkomst til fuld udnyttelse af fradraget, når produktion i henhold til bevillingen er ophørt, refunderer staten skatteværdien af det uudnyttede fradrag. Det refunderede beløb kan dog ikke overstige den akkumulerede kulbrinteskattebetaling minus beløb tidligere refunderet vedrørende fjernelser under samme ordning.

Parterne er herudover enige om, at:

Bestemmelsen vedrørende betaling af royalty i § 10, stk. 1, i 1962-bevillingen, ophæves pr. 1. januar 2004.

Rørledningsafgiften i henhold til 1981-aftalen ophæves med virkning fra 9. juli 2012.

Denne aftale berører ikke de forhold om overvæltning af afgifter på naturgas, som er aftalt imellem DUC-partnerne og DONG. Dog erklærer bevillingshaverne og deres partnere, at eventuelle muligheder for overvæltning som følge af denne aftale og lovgivning i tilknytning hertil ikke vil blive anvendt overfor DONG. Hvis DONG ønsker at udnytte eventuelle muligheder for overvæltning på DUC-selskaberne, tilpasses aftalen, så den økonomiske balance mellem parterne opretholdes.

VI. Andet

Det aftales, at DUC-selskaberne kompenseres for virkningerne af ændringer i eksisterende eller af nye love og andre regler, der specifikt rammer producenter af kulbrinter i den danske del af Nord-søen. Kompensationen fastsættes med henblik på, at den økonomiske balance mellem staten og bevillingshaverne og deres partnere genoprettes, og kan maksimalt udgøre den nettofordel, som staten opnår ved denne aftale.⁷

Eventuel uenighed herom afgøres ved voldgift.

Statens almindelige beskatningsret berøres ikke af denne bestemmelse.

⁷ Der udformes en detaljeret aftale om kompensationsbestemmelsen.

Bevillingshaverne skal i øvrigt behandles på en objektiv og ikke-diskriminerende måde.

Regeringen vil hurtigst muligt fremsætte forslag i Folketinget til de nødvendige lovændringer samt gennemføre de tilpasninger af regelgrundlaget, som nærværende aftale nødvendiggør.

Det er en forudsætning for aftalens indgåelse, at regeringen opnår den fornødne tilslutning fra Folketinget og Folketingets Enerkipolitiske Udvalg, og herunder får gennemført de nødvendige og forudsatte lovændringer.

Det er endvidere fra statens side en forudsætning for indgåelse af aftalen, at den nye bevilling ikke giver anledning til indsigelser fra EU-Kommissionen.

A.P. Møller – Mærsk tager forbehold for bestyrelsesgodkendelser.

Parterne forudsætter, at udmøntningen af denne aftale i love, bestemmelser og detaljerede aftaler, vil ske på en for begge parter tilfredsstillende måde i overensstemmelse med nærværende aftales bestemmelser. Herunder skal der inden nærværende aftale bliver endelig, opnås enighed om udformningen af den konkrete bevilling. Bevillingen tilpasses koncessionsdirektivets bestemmelser. Parterne bestræber sig på, at aftalens bestemmelser træder i kraft 1. januar 2004.

Bilag 1 til aftale af 29. september 2003 mellem økonomi- og erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevilling af 8. juli 1962 til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Danmarks undergrund.

Om beregning af 20 pct. af overskuddet jf. afsnit IV Statsdeltagelse

Fra 1. januar 2004 og frem til og med 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere årligt et beløb til staten svarende til 20 pct. af positiv skattepligtig indkomst opgjort i henhold til kulbrinteskattelovens kapitel 2 med tillæg af nettorenteudgifter (kan være både positive og negative). Ved opgørelse af beløbet tages ikke hensyn til, at overskudsandelen kan fradrages ved opgørelsen af skattepligtig indkomst hos bevillingshaverne og deres partnere. Overskudsandelen kan fradrages ved opgørelsen af grundlaget for selskabsskatten og kulbrinteskatten.

Beløbet betales a conto en gang årligt i november for det pågældende indkomstår, første gang den 1. november 2004. Beløbet skal svare til den forventede statslige overskudsandel for det pågældende indkomstår. Endelig afregning af overskudsandelen foretages på baggrund af skatteansættelsen. Hvis beregningsgrundlaget efterfølgende ændres, korrigeres overskudsandelen tilsvarende.

Eksempel på beregningen af overskudsandelen (OD)

1. Selskabsskattepligtig indkomst opgjort uden fradrag for OD	90	
2. Korrektion for fratrukne nettorenteudgifter	10	
3. Grundlag for beløbet (1+2)	100	
4. Beløbet (20 pct. af 3)		20
5. Selskabsskattepligtig indkomst opgjort med fradrag for OD (1-4)	70	
6. Selskabsskat (30 pct. af 5)		21